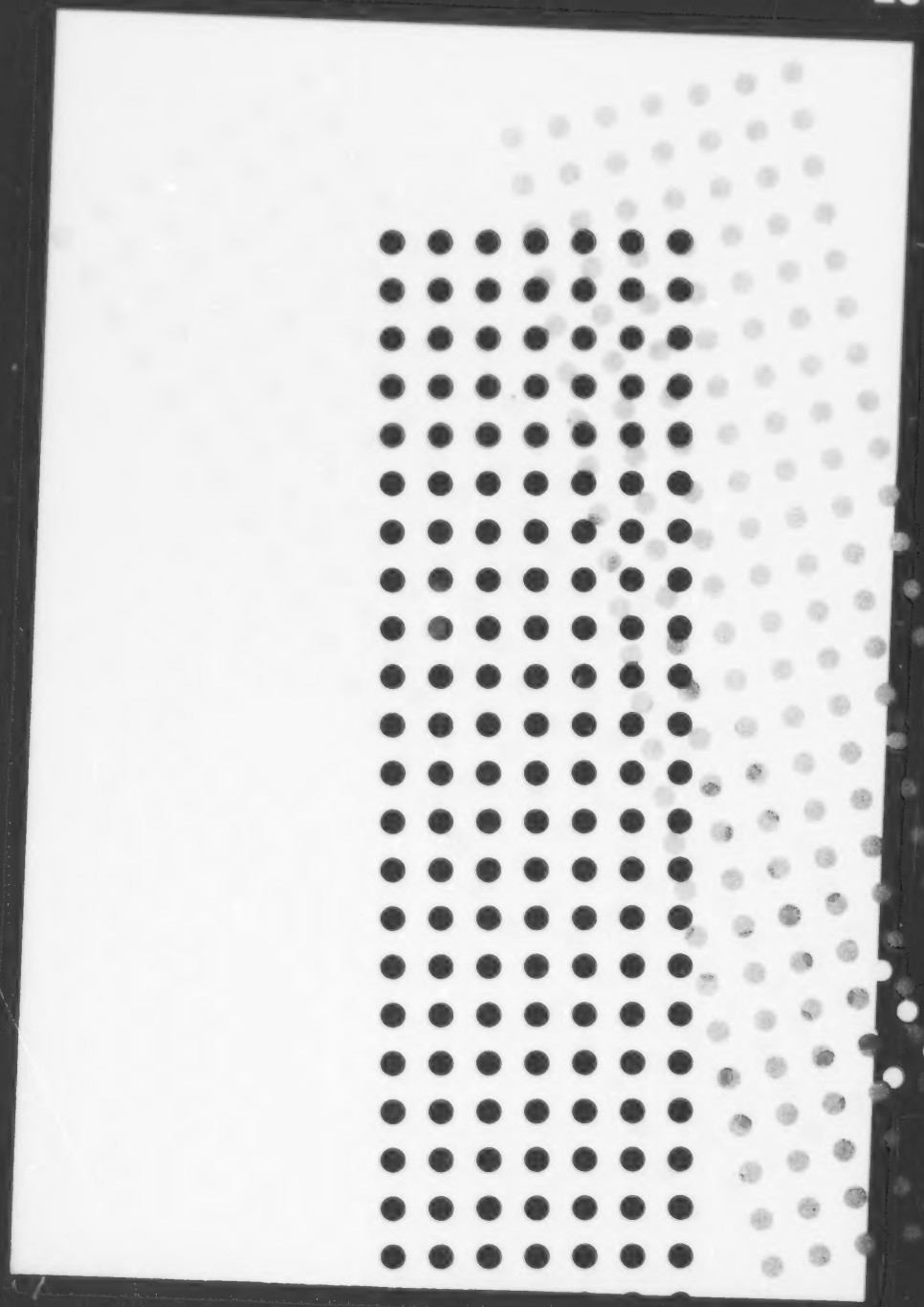
Les coûts de fourniture de l'électricité



88-02411/

Les coûts de fourniture de l'électricité

Document complémentaire au
Plan de développement 1987-1989
Horizon 1996

Mai 1987

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION	1
1. LES COÛTS DE FOURNITURE DE L'ÉLECTRICITÉ	3
1.1 Ce qu'ils comprennent	3
1.2 Caractéristiques de la demande et des équipements	3
2. LE PRIX DE REVIENT COMPTABLE	8
2.1 Ce qu'il comprend	8
2.2 Prix de revient comptable : une donnée globale qu'il faut répartir	9
2.3 Méthode de répartition par catégorie tarifaire	9
2.3.1 Coûts de production et de transport associé à la production	11
2.3.2 Coûts de répartition	13
2.3.3 Coûts de distribution	13
2.4 Prix de revient comptable par usage et catégorie tarifaire	14
2.5 Résultats globaux	14
3. LES COÛTS ÉCONOMIQUES	17
3.1 Contexte	17
3.2 Coûts économiques à court terme et à long terme	17
3.2.1 À court terme	17
3.2.2 À long terme	17
3.3 Mode d'évaluation sommaire du coût de devancement	21
3.4 Coûts économiques à l'ère du complexe La Grande	22
3.5 Évolution des coûts économiques à long terme	26
CONCLUSION	27

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 -	Cadre financier 1993 - Scénario cible	8
Tableau 2 -	Consommation d'énergie de chaque catégorie de clients selon les secteurs horaires pour 1993	15
Tableau 3 -	Prix de revient comptable par usage et catégorie tarifaire	16
Tableau 4 -	Coût de devancement d'une centrale hydroélectrique de 1 milliard de dollars	22
Tableau 5 -	Coûts économiques basés sur le coût de la phase I du complexe La Grande	23
Tableau 6 -	Coûts économiques basés sur le coût de la phase I du complexe La Grande par usage et catégorie tarifaire	25
Tableau 7 -	Comparaison du prix de revient comptable avec le coût économique	27

LISTE DES GRAPHIQUES

Graphique 1 -	Cycle journalier de demande	4
Graphique 2 -	Cycle de charge annuel	4
Graphique 3 -	Classement des puissances journalières	5
Graphique 4 -	Courbe de fonctionnement annuel du parc d'équipement	6
Graphique 5 -	Coût des équipements en fonction des heures d'utilisation	7
Graphique 6 -	Répartition des coûts de fourniture pour fins de tarification	10
Graphique 7 -	Utilisation et coût des équipements de production et transport pour desservir tous les clients	12
Graphique 8 -	Coûts des équipements de production et de transport par secteur horaire	12
Graphique 9 -	Courbe des puissances classées et plan des installations	18
Graphique 10 -	Impact d'une nouvelle charge à la période de pointe	19
Graphique 11 -	Impact d'une nouvelle charge à la période de pointe et hors pointe	20
Graphique 12 -	Impact d'une nouvelle charge à la période hors pointe	21

INTRODUCTION

La politique tarifaire d'Hydro-Québec, dont l'orientation et les objectifs sont définis dans le Plan de développement 1987-1989, Horizon 1996, s'appuie sur quatre principes directeurs, dont celui de :

> **"Refléter autant que possible et graduellement dans la tarification les coûts de fourniture associés aux divers produits livrés aux différentes catégories tarifaires."**

Ce document, qui est une mise à jour de celui de février 1986 publié dans le cadre du plan de développement précédent, vise à expliquer ce que sont les coûts de fourniture de l'électricité et comment on les évalue pour fins d'établissement de tarifs et d'analyse de rentabilité de nouveaux marchés. Au cours des prochaines années, les coûts de fourniture calculés selon l'approche du prix de revient comptable serviront de guide à l'établissement des prix. Quant au concept de coût utilisé pour analyser la rentabilité de nouveaux marchés ou des marchés existants, c'est celui basé sur l'approche des coûts économiques qui est le plus pertinent. Les deux concepts se distinguent fondamentalement de la façon suivante :

- Le prix de revient comptable reflète, à une année donnée, les coûts reliés à l'ensemble du parc de production, des plus anciens équipements (Beauharnois, par exemple) aux plus récents (comme La Grande-Phase I), alors que le coût économique, aussi appelé coût marginal, prend en compte seulement les coûts associés aux équipements additionnels.

- Le prix de revient comptable est le résultat d'une répartition de l'ensemble des dépenses d'Hydro-Québec à chacune des catégories de clients, alors que les coûts économiques sont le résultat d'une évaluation de l'impact d'une variation de la demande sur les coûts d'Hydro-Québec.

- La méthode utilisée pour le calcul des coûts reliés à un investissement est la méthode comptable dans l'approche du prix de revient comptable et la méthode de l'amortissement économique dans l'approche des coûts économiques.

Il importe par ailleurs de souligner des points de similitude :

- Les coûts de fourniture, quelle que soit l'approche, tiennent compte des coûts d'investissement et d'exploitation des équipements de production, de transport, de répartition et de distribution.

. Les coûts varient non seulement en fonction du niveau d'alimentation du client (haute ou basse tension) mais également en fonction de la période d'utilisation (période de pointe et période hors pointe).

Pour obtenir une orientation significative et se dégager des aléas de court terme (situation de surplus, par exemple), il est nécessaire dans le cadre d'une politique tarifaire de projeter sur un horizon à moyen terme l'évolution de nos coûts de fourniture et, de là, l'évolution présumée des tarifs. L'année 1993 a été choisie comme horizon, ce qui implique que les coûts de fourniture calculés selon l'approche du prix de revient comptable refléteront les coûts associés aux équipements actuels ainsi que ceux qui seront mis en exploitation d'ici cette date.

1. LES COÛTS DE FOURNITURE DE L'ÉLECTRICITÉ

1.1 Ce qu'ils comprennent

Quelle que soit la méthode utilisée pour les calculer, les coûts de fourniture de l'électricité tiennent compte de toutes les dépenses d'investissement et d'exploitation faites pour construire, entretenir et faire fonctionner les équipements nécessaires pour livrer l'électricité aux clients. Ces équipements comprennent :

- les centrales (réseau de production d'Hydro-Québec) ;
- les lignes et les postes à haute tension (réseau de transport), par exemple, les lignes et les postes qui relient le complexe La Grande à Montréal ;
- les équipements qui relient les lignes de transport aux lignes de distribution (réseau de répartition) ;
- les installations de distribution, dernier élément qui assure le lien avec le client : lignes, postes, poteaux, etc. (réseau de distribution).

L'imputation de ces coûts aux différentes catégories de clients et à leurs principaux usages, ce qui est le but ultime du calcul des coûts de fourniture, implique par ailleurs une bonne connaissance de la façon dont sont utilisées les différentes composantes du parc d'équipement. Ouvrons donc une parenthèse sur les principaux éléments pris en compte dans la conception optimale d'un parc d'équipement.

1.2 Caractéristiques de la demande et des équipements

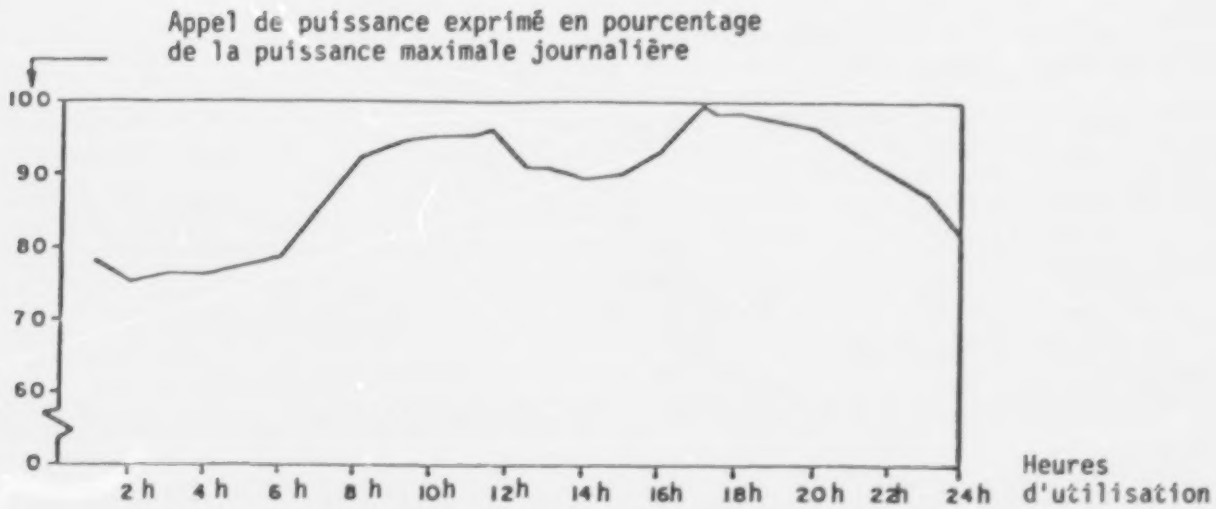
La meilleure façon de bien comprendre le rôle des équipements est de partir de la demande et de ses caractéristiques temporelles qui en sont l'élément le plus significatif.

Le réseau d'Hydro-Québec est conçu pour faire face à une demande qui montre de grandes fluctuations dans le temps. Les courbes journalières montrent des variations horaires importantes surtout en termes d'écart jour-nuit (graphique 1) et leur enchaînement en semaines, mois et années produit finalement un cycle annuel montrant de très grands écarts saisonniers (graphique 2).

Il s'ensuit que le choix des diverses composantes du parc d'équipement est directement dépendant de ces divers niveaux de demande et aussi de leur durée. C'est pourquoi la notion de puissances classées devient très utile pour le choix des équipements, car elle permet de départager facilement quelle part des besoins se manifeste de façon constante et quelle autre ne survient que pour de courtes périodes.

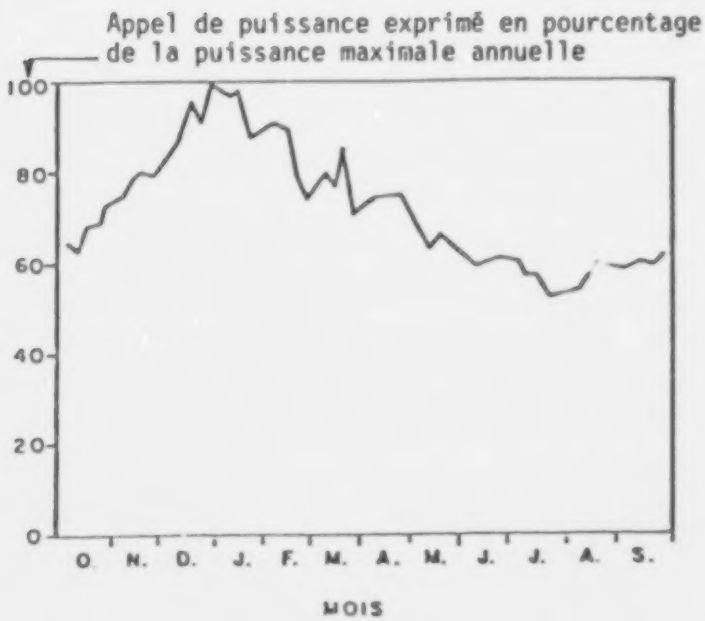
GRAPHIQUE 1

CYCLE JOURNALIER DE DEMANDE



GRAPHIQUE 2

CYCLE DE CHARGE ANNUEL



Reportons-nous, par exemple, à la courbe des fluctuations journalières du graphique 3 (partie A). Sur cette courbe, on remarque une pointe vers 18 heures qui représente un niveau de demande maximal. À l'opposé, on observe aussi un creux la nuit qui représente le niveau de demande minimal. Entre ces deux extrêmes, on peut "classer" les niveaux de demande, non plus de façon chronologique, mais par ordre décroissant de grandeur. La courbe ainsi obtenue (partie B) est communément appelée "courbe des puissances classées". Le principal rôle de cette courbe est de permettre l'appréciation, sur une échelle de temps cumulative, de la durée de chacun des niveaux de puissance appelée durant la journée.

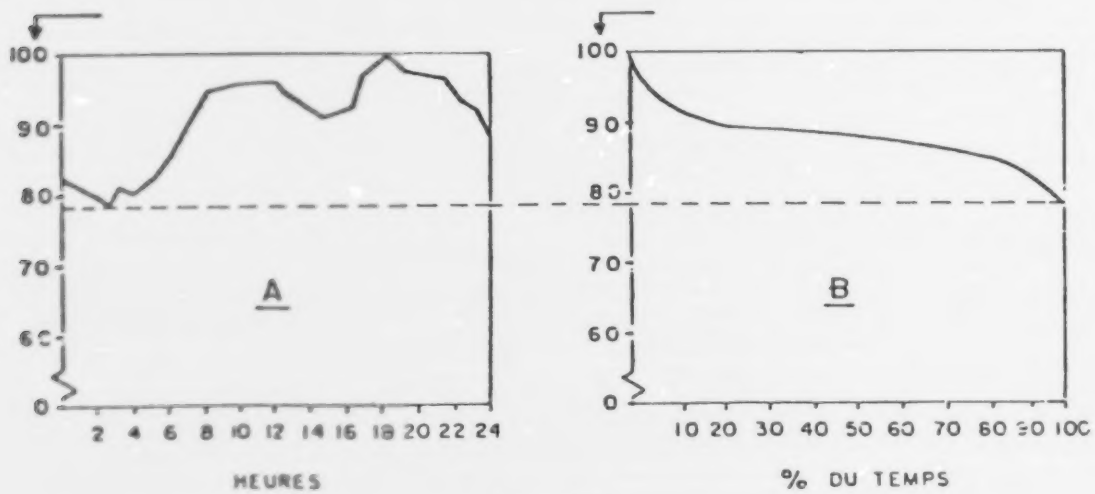
Ce classement des puissances peut évidemment être fait sur des bases temporelles différents (semaine, mois, saison, année). La courbe annuelle des puissances classées est spécialement utile dans le choix des équipements.

Elle permet de connaître la partie des besoins qui se manifeste de façon constante durant l'année (besoins de base) et celle qui ne se manifeste que peu de temps mais à des niveaux supérieurs (besoins de pointe).

GRAPHIQUE 3

CLASSEMENT DES PUISSANCES JOURNALIÈRES

Appel de puissance exprimé en pourcentage de la puissance maximale journalière

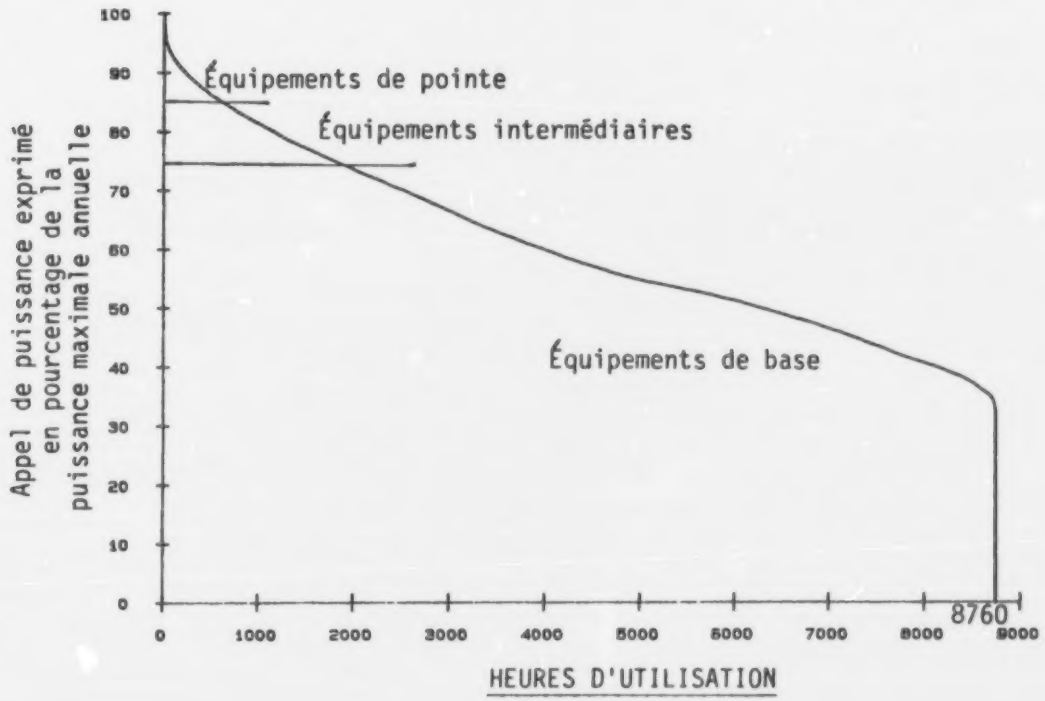


A = B

Transposé en termes d'équipements, ce type de courbe nous montre les temps d'utilisation des divers types d'équipements. On retrouvera donc tout en haut de la courbe (graphique 4) des équipements qui ne seront utilisés que quelques heures durant l'année au moment des plus fortes demandes (équipements de pointe), alors qu'à la base, certains autres seront appelés à contribuer presque toute l'année (équipements de base). Au milieu se retrouvent les équipements intermédiaires, soit les équipements hydrauliques avec faible facteur d'utilisation.

GRAPHIQUE 4

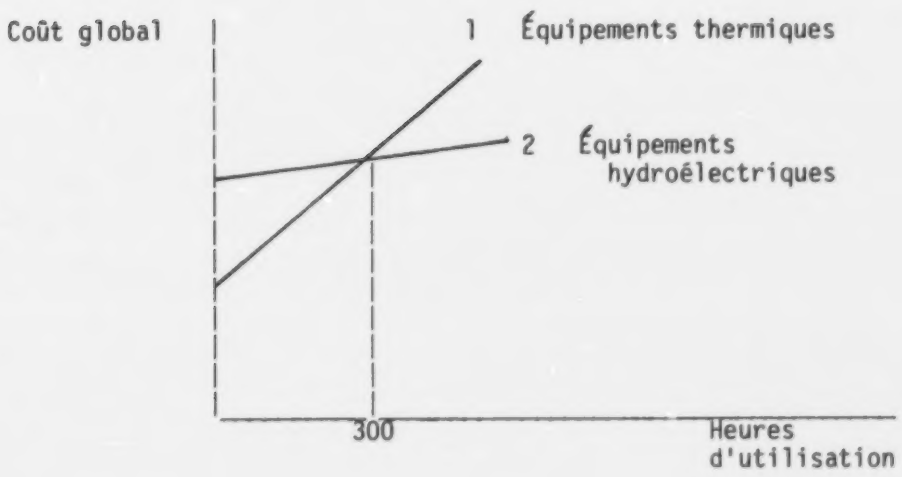
COURBE DE FONCTIONNEMENT ANNUEL DU PARC D'ÉQUIPEMENT



Pour les courtes durées d'utilisation, on recherchera les équipements dont les coûts d'immobilisations sont minimaux, quitte à payer très cher les faibles heures d'utilisation. À l'autre bout du spectre on recherchera l'inverse, c'est-à-dire des coûts d'exploitation bas, quitte à devoir immobiliser plus. Reste alors à trouver les points d'équilibre et les zones de transfert, ce que montre de façon synthétique le graphique 5.

GRAPHIQUE 5

COÛT DES ÉQUIPEMENTS EN FONCTION DES HEURES D'UTILISATION



La courbe no 1 montre l'évolution du coût global pour un équipement thermique comme une turbine à gaz. On constate que le faible coût d'immobilisations permet à ce type d'équipement d'être rentable pour Hydro-Québec jusqu'à environ 300 heures d'utilisation avant que les coûts d'exploitation élevés ne le rendent moins intéressant. Les équipements hydroélectriques (suréquipements et centrales de base) prennent alors l'avantage (courbe no 2) malgré leurs coûts d'immobilisations élevés puisque leurs coûts d'exploitation sont négligeables.

À l'aide des notions que nous venons de voir à propos des caractéristiques de la demande et des équipements, abordons maintenant la détermination des coûts de fourniture.

2. LE PRIX DE REVIENT COMPTABLE

2.1 Ce qu'il comprend

Le prix de revient comptable pour une année donnée est obtenu en répartissant sur les ventes totales d'Hydro-Québec les dépenses d'exploitation et d'intérêts ainsi que le coût de l'avoir propre qui représente le taux de rendement cible applicable à long terme aux ventes d'électricité régulière au Québec.

Le tableau 1 montre la projection de ces dépenses pour 1993 selon une prévision financière caractérisée par un taux de rendement sur l'avoir propre de 13 %. Ce cadre financier est basé sur le scénario cible du plan de développement, et tient compte des ventes éventuelles aux marchés externes de 3 500 MW et de la gestion de la demande et de l'offre pour les marchés québécois.

TABLEAU 1

CADRE FINANCIER 1993 - SCÉNARIO CIBLE

	En millions de dollars	En ¢/kWh
DÉPENSES D'EXPLOITATION		
. Dépenses d'exploitation, entretien, administration et autres	1 828,0	
. Achats d'énergie	103,0	
. Amortissement des propriétés et de l'outillage	839,0	
. Impôt et taxes	425,0	
. Autres dépenses d'exploitation	137,0	
Sous-total	3 332,0	2,2 *
DÉPENSES D'INTÉRÊTS (excluant les intérêts durant la construction)	2 745,0	
TOTAL DÉPENSES	6 077,0	4,0 *
COÛT DE L'AVOIR PROPRE**	1 382,0	
TOTAL	7 459,0	4,9 *

* Ces coûts unitaires tiennent compte de la prévision des ventes d'électricité régulière au Québec (133 TWh) et de la prévision des ventes à l'exportation (20 TWh).

** Le coût de l'avoir propre est calculé comme l'équivalent du montant du bénéfice net pour assurer un taux de rendement sur l'avoir propre de 13 %.

2.2 Prix de revient comptable : une donnée globale qu'il faut répartir

Le calcul du prix de revient comptable se fait donc en additionnant une série de dépenses dont on ne connaît généralement que le montant global pour l'ensemble du réseau, sans savoir au départ comment ces dépenses se sont effectivement réparties par client.

L'objectif de la méthode est de déterminer ce qu'il en coûte pour fournir l'électricité à chaque catégorie de clients selon ses caractéristiques de consommation. Il faut donc décomposer le prix de revient global en fonction de certains critères de différenciation.

2.3 Méthode de répartition par catégorie tarifaire

La méthode comporte trois grandes étapes illustrées au graphique 6.

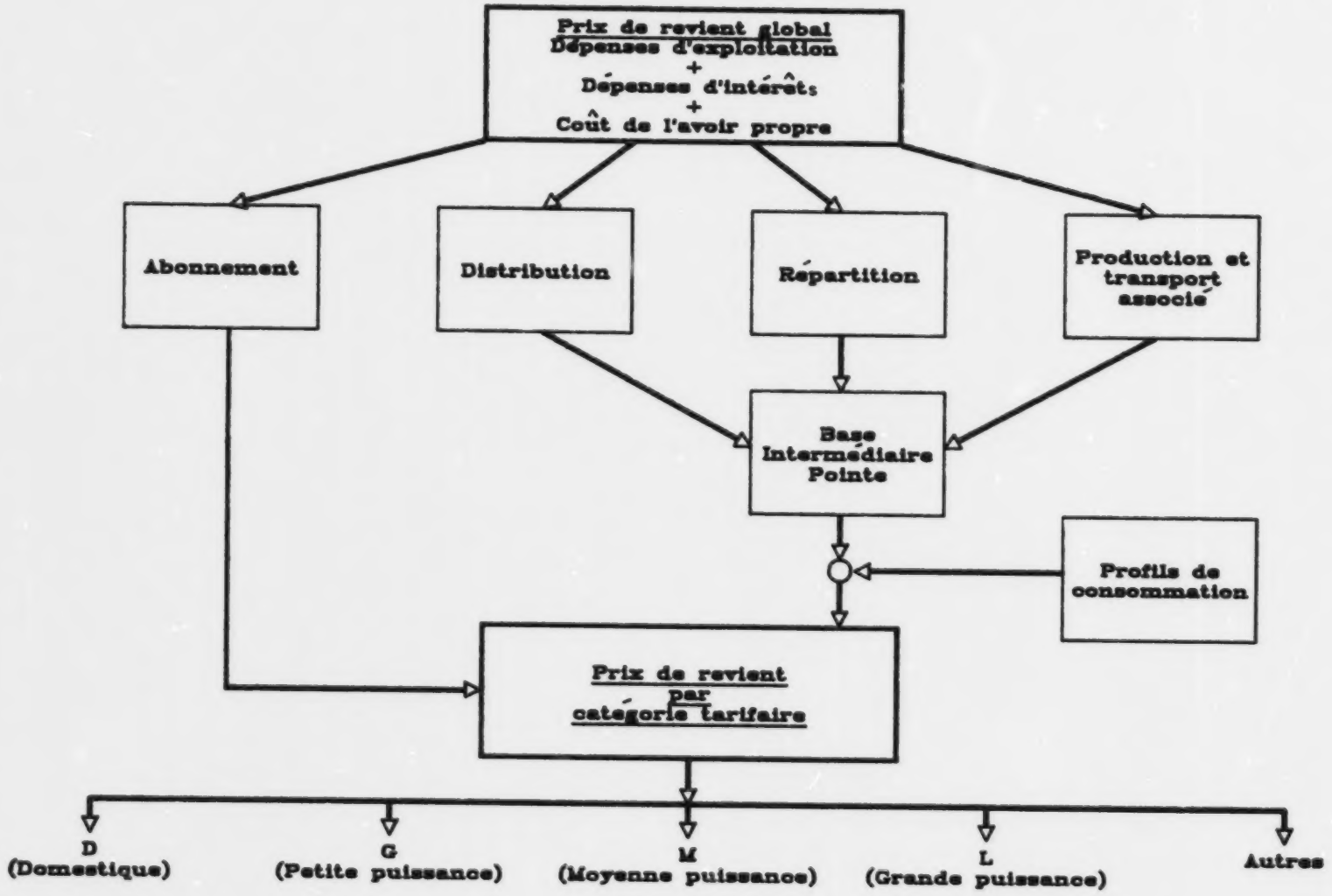
1- Classer les dépenses en fonction des parties du réseau pour lesquelles elles ont été encourues (réseau de production et transport associé à la production, réseau de répartition, réseau de distribution). Cette classification est importante puisque les coûts de fourniture d'un client sont directement reliés au type d'équipement immobilisé pour le desservir. Ainsi, un client domestique alimenté en basse tension demande-t-il des dépenses plus considérables qu'un client alimenté en haute tension.

2- Différencier pour chaque partie du réseau les coûts en fonction du type d'équipement (base, intermédiaire, pointe) mis à contribution pour fournir l'électricité à tous les clients à une période donnée. De plus, certains coûts sont fonction du nombre d'abonnements.

3- Répartir les coûts différenciés par type d'équipement selon les catégories tarifaires et usages en tenant compte des caractéristiques de consommation de chaque catégorie de clients et de leur contribution à la demande dans les diverses périodes de l'année (secteurs horaires). Pour ce qui est des coûts reliés à l'abonnement, ils sont répartis en fonction du nombre de clients par catégorie tarifaire.

GRAPHIQUE 6

RÉPARTITION DES COÛTS DE FOURNITURE POUR FINS DE TARIFICATION



2.3.1 Coûts de production et de transport associé à la production

a) Ce qu'ils comprennent

Le réseau de production comprend essentiellement les centrales. Le réseau de transport associé à la production se compose des lignes et postes de transport qui relient les centrales hydroélectriques aux grands centres de consommation. Dans un réseau hydroélectrique comme celui d'Hydro-Québec, ce sont les coûts reliés aux investissements qui sont les plus importants.

b) Distinction par type d'équipement et secteur horaire

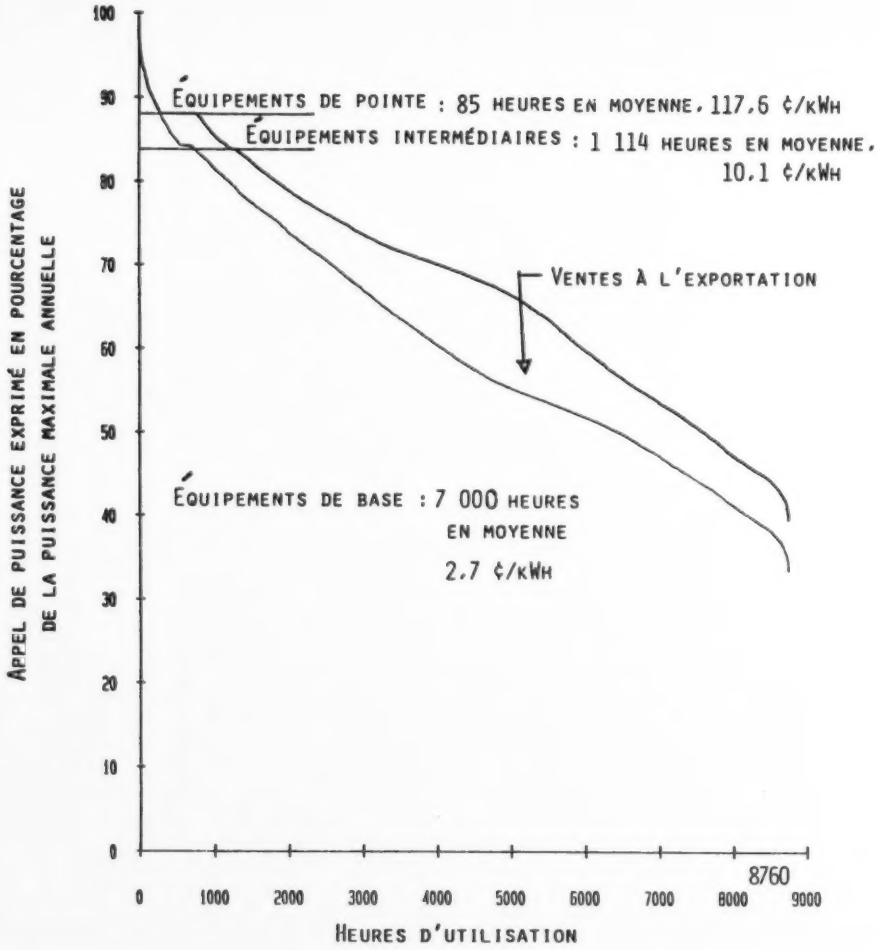
Il importe d'abord de répartir les coûts selon les principaux types d'équipements. Cette différenciation sera évidemment fortement dépendante de la courbe des puissances classées et des heures moyennes d'utilisation des équipements de production dans les différents secteurs de la courbe des puissances classées. Les équipements de base, considérés aux fins de cette analyse comme des centrales hydrauliques qui fonctionnent en moyenne 7 000 heures par année, permettront de produire la grande majorité de l'électricité vendue par Hydro-Québec, alors qu'à certaines heures de forte demande du réseau, des équipements additionnels seront mis à contribution, soit les équipements de pointe et les équipements intermédiaires.

Le graphique 7 illustre la contribution de chaque type d'équipement utilisé pour desservir les clients des marchés québécois et les exportations. On remarque que les ventes à l'exportation sont principalement concentrées aux heures intermédiaires et creuses. Sur la base de la courbe des puissances classées pour 1993, on estime qu'en moyenne les équipements de pointe seront utilisés pendant 85 heures alors que les équipements intermédiaires le seront pendant 1 114 heures en moyenne. Quant aux équipements de base, ils sont utilisés pendant 7 000 heures en moyenne par année. Le graphique illustre également les coûts de fourniture pour chacun des trois types d'équipements de production et transport. Ainsi, les équipements de base représentent le coût minimum de fourniture d'électricité pour chaque kilowattheure vendu, soit 2,7 ¢/kWh. Dans le cas des équipements intermédiaires ou de pointe, le coût unitaire est considérablement plus élevé car ils sont mis à contribution pendant des périodes très restreintes, le coût total de tels équipements étant réparti sur un nombre d'heures plus faible.

Cette première différenciation étant connue, il est possible de calculer à partir d'une simple pondération les coûts de fourniture par secteur horaire. Par exemple, pendant les 300 heures de pointe, les trois types d'équipements sont utilisés et le coût obtenu pendant cette période représente la moyenne des coûts unitaires de ces équipements pondérés par l'énergie fournie par chacun. Le graphique 8 illustre les coûts par secteur horaire reliés aux équipements de production et transport. On constate que le coût attribuable aux heures de pointe est de 9,4 ¢/kWh alors qu'il se situe à 3 ¢/kWh et 2,7 ¢/kWh respectivement pour les heures intermédiaires et creuses.

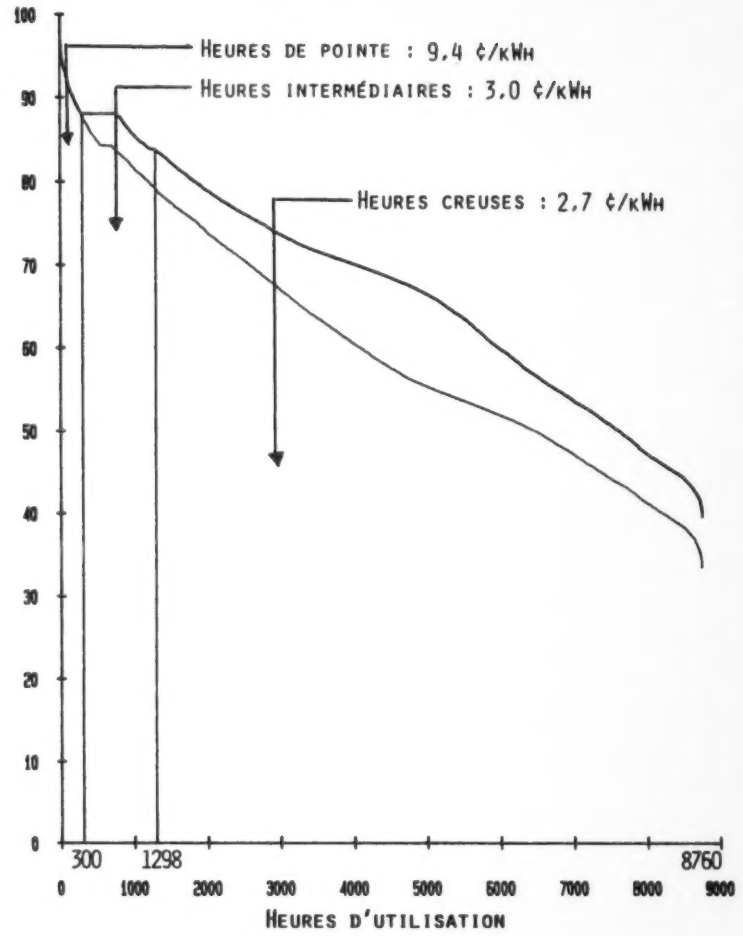
GRAPHIQUE 7

UTILISATION ET COÛT DES ÉQUIPEMENTS DE PRODUCTION ET TRANSPORT POUR DESSERVIR TOUS LES CLIENTS



GRAPHIQUE 8

COÛTS DES ÉQUIPEMENTS DE PRODUCTION ET DE TRANSPORT PAR SECTEUR HORAIRE



2.3.2 Coûts de répartition

a) Ce qu'ils comprennent

Le réseau de répartition permet, comme son nom l'indique, de répartir l'électricité entre les différentes parties du réseau de distribution ; il comprend toutes les installations qui relient les postes de transport au réseau de distribution.

b) Répartition par type d'équipement et secteur horaire

Les installations du réseau de répartition doivent avoir les dimensions et les caractéristiques requises pour pouvoir répondre à l'appel maximal de puissance de différentes catégories de clients. L'approche retenue pour répartir les coûts par type d'équipement et secteur horaire est identique à celle utilisée pour répartir les coûts des équipements de production. Les coûts sont donc répartis de façon différenciée selon les mêmes secteurs horaires que ceux déterminés pour les équipements de production et de transport associé.

2.3.3 Coûts de distribution

Les installations de distribution doivent, comme les précédentes, avoir les dimensions et les caractéristiques requises pour pouvoir répondre à la demande maximale de puissance des clients. Les investissements nécessaires varient donc surtout en fonction de la demande de puissance. Ils varient aussi selon le nombre de clients de chaque catégorie (le nombre d'abonnements) puisqu'ils comprennent les dépenses requises pour raccorder chaque client au réseau d'Hydro-Québec.

Pour déterminer à combien s'élèvent les coûts d'investissements reliés à l'abonnement, Hydro-Québec utilise la méthode dite du "coût d'un réseau de taille minimale". On entend par "réseau de taille minimale" un réseau fictif comprenant tous les équipements et les services nécessaires à la distribution, mais en dimension et en quantité permettant de répondre seulement à une demande minimale de puissance. À ce coût d'un réseau de taille minimale s'ajoutent les dépenses faites pour la commercialisation, le mesurage et la facturation de l'électricité. L'ensemble des coûts d'abonnement est réparti entre les clients en fonction du nombre d'abonnements.

Les autres coûts relatifs au réseau de distribution sont répartis par catégorie de clients selon la même méthode que celle utilisée pour répartir les coûts du réseau de répartition.

2.4 Prix de revient comptable par usage et catégorie tarifaire

Pour évaluer les coûts de fourniture selon la catégorie tarifaire, il importe de connaître les profils de consommation des diverses catégories de clients et usages. En particulier, il faut connaître l'énergie consommée par catégorie pendant chacune des périodes où les coûts diffèrent, soit pendant les heures de pointe, intermédiaires et creuses. Le tableau 2 montre une estimation pour 1993 des profils de consommation pour chacune des catégories de clients par secteur horaire.

On constate entre autres que la consommation d'énergie durant les heures de pointe représente en moyenne 5,1 % de toute l'énergie vendue durant l'année. Toutefois, ce pourcentage varie d'une catégorie de clients à l'autre. Il représente près de 9 % dans le cas du chauffage électrique alors qu'il n'est que de 3,7 % pour la catégorie grande puissance. À partir de ces consommations et aussi des pertes associées à la fourniture d'électricité à chaque niveau du réseau, on peut répartir le prix de revient comptable par catégorie tarifaire et usage.

2.5 Résultats globaux

Le tableau 3 résume pour chacune des catégories de clients les coûts unitaires résultant de la répartition du prix de revient comptable prévu pour 1993. Les coûts unitaires sont différenciés par niveau de réseau. La variation des coûts de production et transport entre les catégories tarifaires s'explique par la différence entre leurs caractéristiques de consommation. Par exemple, en général, une grande entreprise présente un facteur d'utilisation de ses équipements électriques qui dépasse 80 %, alors qu'il est beaucoup plus faible chez un client domestique. Cela signifie que, pour des investissements semblables ou même supérieurs, les coûts de fourniture sont répartis sur une plus faible quantité d'énergie pour les clients domestiques que pour des clients industriels.

On remarque également que ce sont les clients domestiques et ceux de petite puissance qui entraînent la plus grande partie des coûts de distribution, puisqu'ils sont alimentés en basse tension, ce qui nécessite plus d'équipements et de services. Il en résulte donc un coût de fourniture nettement plus élevé pour ces deux catégories que, par exemple, pour les clients industriels de catégories moyenne et grande puissance.

TABLEAU 2

CONSOMMATION D'ÉNERGIE DE CHAQUE CATÉGORIE DE CLIENTS SELON LES SECTEURS HORAIRES POUR 1993

(en pourcentage)

Catégories de clients	Heures de pointe les 300 premières heures	Heures intermédiaires de la 301e à la 1 297e heure	Heures creuses de la 1 298e à la 8 760e heure	Toutes les heures
Domestique	7,2	19,4	73,4	100
. Chauffage	8,6	21,8	69,6	100
. Eau chaude	6,3	18,1	75,6	100
. Autres usages	6,2	17,2	76,6	100
Petite puissance	5,3	16,9	77,8	100
Moyenne puissance	4,1	13,2	82,7	100
Grande puissance	3,7	11,7	84,6	100
Éclairage et autres	3,0	7,3	89,7	100
Moyenne	5,1	15,2	79,7	100

TABLEAU 3

PRIX DE REVIENT COMPTABLE PAR USAGE ET CATÉGORIE TARIFAIRE

(en cents/kWh pour 1993)

	Production et transport associé	Répartition et distribution	Abonnements et spécifiques	Total
Domestique				
. Chauffage	3,9	1,7	-	5,6
. Eau chaude	3,7	1,5	-	5,2
. Autres usages	3,7	1,5	-	5,2
. Abonnement	-	-	1,1	1,1
Moyenne	3,8	1,6	1,1	6,5
Petite puissance	3,6	1,4	1,0	6,0
Moyenne puissance	3,4	1,2	0,3	4,9
Grande puissance	3,2	0,5	0,1	3,8
Éclairage et autres	3,3	1,0	1,7	6,0
Moyenne - Ventes d'électricité régulière au Québec	3,5	1,1	0,6	5,2
Exportations	3,1	-	0,4	3,5
Ventes totales	3,4	1,0	0,5	4,9

3. LES COÛTS ÉCONOMIQUES

3.1 Contexte

Le coût économique mesure l'impact d'un changement de la demande sur les coûts totaux. Il n'a donc pas les mêmes fondements théoriques que le prix de revient comptable. Le coût économique ne vise pas à mesurer les coûts moyens de fourniture d'une année à l'autre, à partir de l'ensemble du réseau alors en place. Il cherche plutôt à mesurer les conséquences, à divers niveaux, des changements dans la demande d'électricité.

Les coûts économiques sont largement utilisés à des fins de planification à Hydro-Québec. Le concept des coûts économiques est également important pour évaluer l'opportunité de développer de nouveaux marchés. Ainsi, dans le cas du marché de substitution des combustibles, les efforts de commercialisation doivent être orientés vers les segments où le coût économique de l'électricité s'avère à long terme moins élevé que celui des autres formes d'énergie, ce qui permet de satisfaire ces usages de façon rentable.

3.2 Coûts économiques à court terme et à long terme

3.2.1 À court terme

Le coût économique à court terme mesure la variation des coûts totaux pour satisfaire une demande additionnelle à partir du parc d'équipement existant. Il peut varier considérablement d'une année à l'autre selon l'état de surplus ou de déficit du parc de production. Les coûts à court terme sont pertinents dans le cas de l'écoulement de surplus temporaires, telles les ventes d'électricité excédentaire, et pour accorder des rabais temporaires dans le cadre de programmes commerciaux particuliers. Dans le cas du développement de nouveaux marchés durables, les coûts économiques à long terme constituent cependant une référence plus appropriée.

3.2.2 À long terme

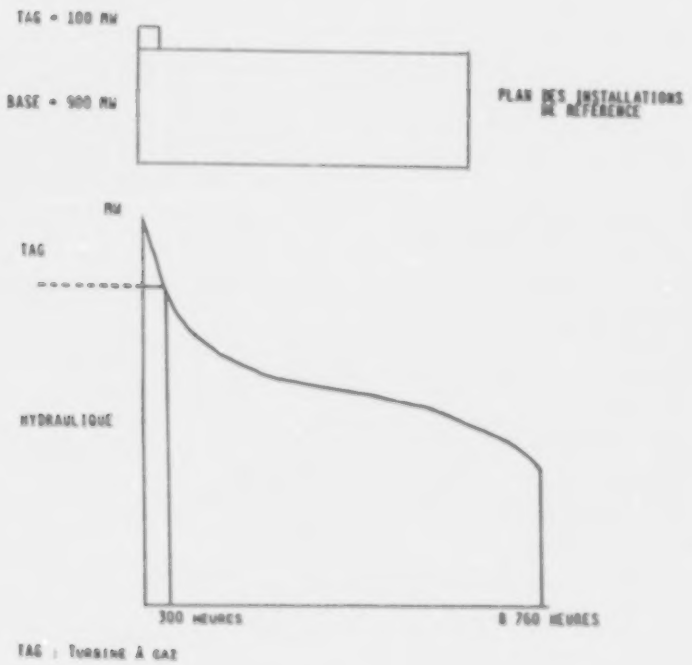
Contrairement au coût économique à court terme, le coût économique à long terme tient compte de la possibilité de modifier le parc d'équipement. Pour satisfaire une demande d'électricité croissante, l'entreprise doit planifier des mises en service successives d'installations qui vont accroître sa capacité de production et de livraison. C'est ce qu'on appelle le plan des installations. Dans le cas d'un parc d'équipement parfaitement adapté à la demande, c'est-à-dire sans surplus ni déficit significatif, satisfaire une

charge dépassant la demande prévue exige de devancer certaines mises en service. C'est le coût du devancement de ces installations qu'on appelle le coût économique à long terme.

L'exemple suivant illustre l'impact de changements dans la demande dans un cas simple. Le graphique 9 présente la demande sous la forme d'une courbe des puissances classées et le plan des installations, c'est-à-dire l'ensemble des nouveaux équipements de production de base et de pointe qui devront être ajoutés au parc d'équipement existant pour satisfaire la demande prévue.

GRAPHIQUE 9

COURBE DES PUISSANCES CLASSÉES ET PLAN DES INSTALLATIONS



TAG : Turbine à gaz

Comme nous l'avons déjà vu au paragraphe 1.2, un parc adapté à la demande comprend, dans le cas d'Hydro-Québec, des équipements hydrauliques de base et des équipements thermiques de pointe. Ces derniers doivent être suffisants pour satisfaire la partie de la courbe des puissances classées qui correspond aux charges dont la durée annuelle ne dépasse pas quelques centaines d'heures, typiquement les 300 premières heures. Cette durée est déterminée à partir des coûts relatifs des équipements hydrauliques et thermiques. Une demande additionnelle à la demande prévue nécessite alors le devancement d'équipement, mais le type d'équipement devancé dépend des caractéristiques de la charge additionnelle.

Le coût de puissance

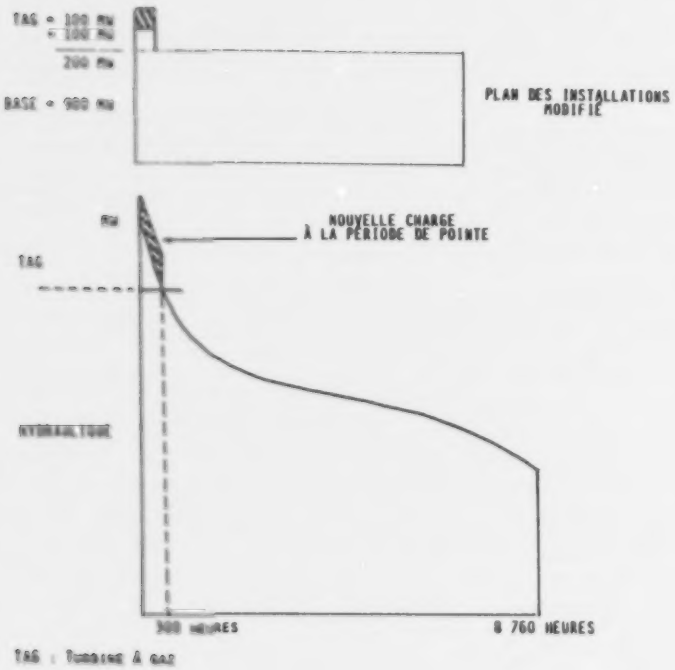
Un appel additionnel de puissance qui se produirait seulement pendant une heure, au moment de la pointe annuelle du réseau, nécessiterait le devancement d'un nouvel équipement de pointe, en l'occurrence une turbine à gaz, l'équipement le moins coûteux pour satisfaire une demande de puissance pendant une courte période. Le coût d'une turbine à gaz représente donc le coût de la "puissance pure".

Le coût de l'énergie de pointe

Le graphique 10 montre l'effet d'un accroissement de la demande pendant les 300 heures de l'année où la demande est la plus élevée. Le coût correspondant comprend non seulement le coût de la puissance pure considéré plus haut, soit le coût de devancement d'une turbine à gaz, mais aussi le coût de fonctionnement de cette turbine à gaz ou autre équipement de pointe durant les 300 heures. C'est ce coût d'exploitation par kilowattheure qui constitue le coût de l'énergie de pointe.

GRAPHIQUE 10

IMPACT D'UNE NOUVELLE CHARGE À LA PÉRIODE DE POINTE

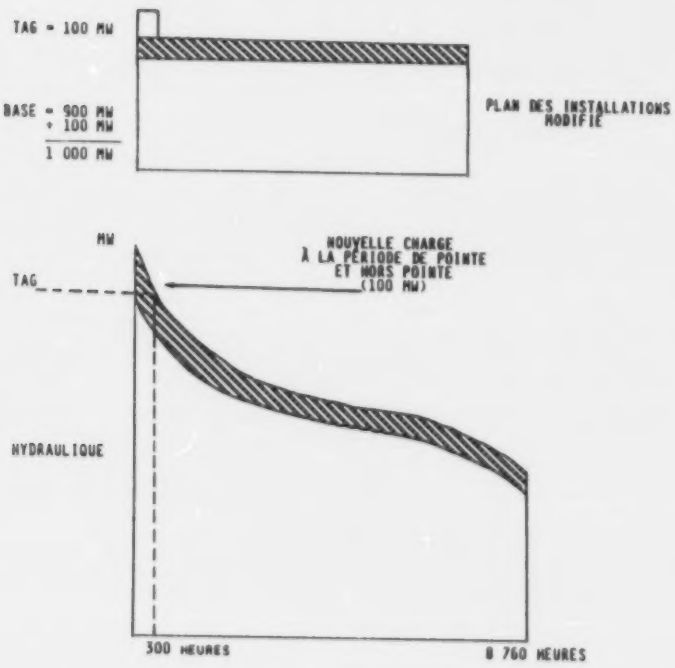


Le coût de l'énergie hors pointe

Le graphique 11 montre les effets d'une nouvelle demande se manifestant à la fois durant les périodes de pointe et hors pointe. La solution la plus économique est alors de devancer un nouvel équipement hydraulique de base qui fournit la puissance et l'énergie additionnelles. Le coût total de cette nouvelle demande correspond donc au coût de cet équipement, qui excède le coût fixe d'un équipement de pointe.

GRAPHIQUE 11

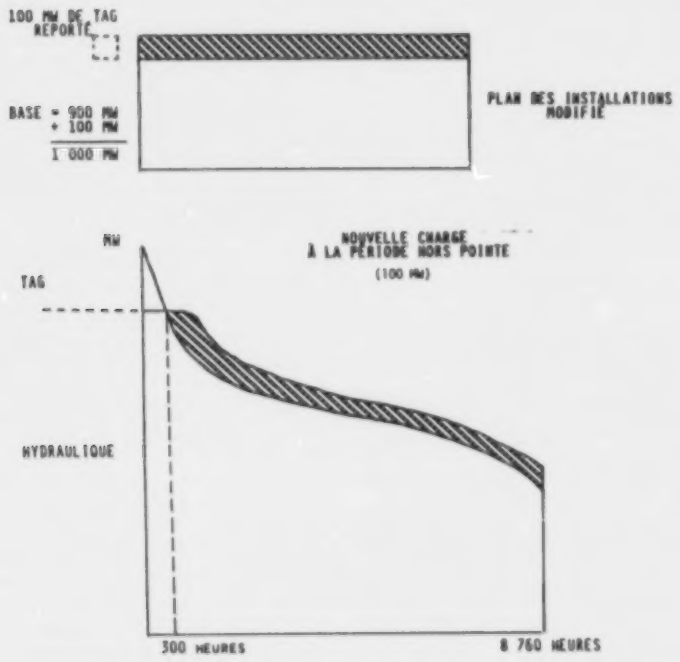
IMPACT D'UNE NOUVELLE CHARGE À LA PÉRIODE DE POINTE ET HORS POINTE



Dans le cas d'une nouvelle demande se manifestant seulement en période hors pointe, la meilleure solution est encore de devancer la mise en service d'un nouvel équipement hydraulique. Cependant, il est maintenant possible de reporter la mise en service de certains équipements de pointe prévus dans le plan des installations, car la puissance requise pour satisfaire la demande à la pointe sera déjà fournie par l'équipement hydraulique. De plus, il y aura des économies de combustible. Tel que montré au graphique 12, le coût de la nouvelle demande hors pointe correspond au coût de l'équipement hydraulique devancé, moins un crédit équivalent au coût des équipements de pointe reportés.

GRAPHIQUE 12

IMPACT D'UNE NOUVELLE CHARGE À LA PÉRIODE HORS POINTE



3.3 Mode d'évaluation sommaire du coût de devancement

A long terme, le coût économique encouru pour satisfaire une demande additionnelle est donc un coût de devancement d'équipement. Il est calculé à partir des caractéristiques de l'installation devancée. Il comprend des dépenses d'entretien et d'exploitation, auxquelles il faut ajouter les charges financières additionnelles que représente la construction d'équipement un an plus tôt que prévu, et soustraire les économies attribuables à l'inflation évitée.

Voyons un exemple : une centrale d'une capacité de production de 2 térawattheures (TWh) devrait être mise en service en 1994. Qu'en coûterait-il pour la mettre en service dès 1993, en supposant que l'investissement requis en 1993 est d'un milliard de dollars ?

Comme l'indique le tableau suivant, le devancement d'une année de la mise en service impliquerait des frais d'entretien et d'exploitation supplémentaires ainsi que les charges financières annuelles associées à ce projet. La mise en service devancée d'un an permettrait cependant une économie d'un an en ce qui a trait à l'inflation sur les coûts de construction de la centrale. Compte tenu de la production annuelle possible, le coût économique de ce devancement serait de 3,5 ¢ le kilowattheure.

TABLEAU 4

COÛT DE DEVANCEMENT D'UNE CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE
(en millions de dollars)

Coûts annuels	
. Entretien et exploitation	4
. Amortissement	4
. Charges financières (Coût du capital : 11,5 %)	115
. Crédit d'inflation	-52
Coût de devancement	71
Coût unitaire (pour une production annuelle de 2 TWh)	3,5 ¢/kWh

3.4 Coûts économiques à l'ère du complexe La Grande

La notion du coût économique à long terme, le coût de devancement, n'a de vraie signification que lorsqu'on considère des installations dont la mise en service peut être modifiée. Toutefois, on peut appliquer la méthode de calcul aux coûts des derniers équipements mis en service. Ces équipements sont ceux qui étaient prévus dans la planification il y a plusieurs années pour satisfaire la demande actuelle. Ceci permet alors de projeter les tendances d'évolution des coûts économiques à long terme à partir d'aujourd'hui.

Au niveau de la production, la phase I du complexe La Grande est le dernier équipement mis en service. Selon les prévisions actuelles, ce complexe devrait permettre de satisfaire les besoins prioritaires en énergie jusque vers la fin du siècle.

Le coût de la phase I du complexe La Grande constitue donc une référence utile jusqu'à cet horizon. De plus, si l'aménagement de ce complexe avait été plus étalé dans le temps de façon à suivre plus étroitement l'évolution réelle de la demande, le coût économique à long terme aurait été basé sur le coût de ce complexe durant toute cette période. Dans un tel cas, il aurait aussi été égal au coût économique à court terme, le parc d'équipement étant alors adapté à la demande.

Le tableau 5 présente les coûts économiques de fourniture de l'électricité en prenant les coûts de la phase I du complexe La Grande comme référence pour les coûts de production. Les coûts sont illustrés pour divers niveaux d'alimentation et sont exprimés selon les périodes de l'année définies dans le chapitre 2.

TABLEAU 5

COÛTS ÉCONOMIQUES BASÉS SUR LE COÛT DE LA PHASE I DU COMPLEXE LA GRANDE
(en dollars de 1993)

	Du 1er décembre au 31 mars				Du 1er avril au 30 novembre
		Périodes de pointe	Périodes interm.	Périodes hors pointe	
	Puissance ($/kW/an)	Énergie ¢/kWh	Énergie ¢/kWh	Énergie ¢/kWh	Énergie ¢/kWh
Nombre d'heures par année		300	998	1 606	5 856
Coûts					
. Haute tension	75	9,1	4,0	1,9	1,9
. Moyenne tension	111	13,9	4,6	2,1	2,1
. Basse tension	118	14,1	4,7	2,2	2,1

Le tableau 5 fait la distinction entre les deux composantes de coûts - ceux de la puissance et de l'énergie. Les coûts de puissance sont reliés aux charges présentes en hiver seulement, le reste du temps, la capacité disponible excède la demande, le risque de défaillance est négligeable et il n'y a donc pas lieu d'imputer des coûts de puissance. Les coûts d'énergie reflètent, pour chacun des postes horaires, les coûts des équipements qu'il faudrait faire fonctionner pour satisfaire une augmentation de la demande. Durant les 300 heures de pointe où la demande est la plus élevée, c'est-à-dire essentiellement durant les heures les plus froides de l'hiver, le coût de

l'énergie reflète le coût de fonctionnement des turbines à gaz. Durant la période intermédiaire, le coût de l'énergie correspond à la moyenne des coûts de plusieurs équipements (les turbines à gaz, la centrale de Tracy et les équipements hydrauliques à faible facteur d'utilisation). Finalement, durant les périodes hors pointe, il correspond au coût des équipements hydrauliques de base.

Les évaluations ont été faites à partir du scénario cible et, par conséquent, elles prennent en compte les modifications au profil de la demande causées par les différents programmes commerciaux. Dans tous les cas, les coûts sont majorés pour tenir compte des pertes.

On remarque la variation importante des coûts selon le niveau du réseau. Quand il s'agit d'alimenter des clients en haute tension, il suffit de tenir compte des équipements de production et des équipements de transport et répartition. Pour une demande additionnelle de la part de clients alimentés en moyenne ou en basse tension, il faut ajouter les coûts de distribution. On tient compte non seulement des coûts annuels d'investissements qui, dans le cas des équipements de distribution, sont imputés aux heures de pointe, mais aussi des pertes techniques associées à la fourniture à chaque niveau.

Le concept des coûts économiques permet de distinguer clairement les coûts de fourniture en périodes de pointe et hors pointe, puisqu'il reflète les coûts encourus pour la modification du plan des installations pour satisfaire les diverses charges additionnelles. Il ressort qu'il existe une différence importante entre les coûts en période de pointe et ceux hors pointe et c'est pour cette raison qu'Hydro-Québec encourage le développement des usages hors pointe de l'électricité, telle la bi-énergie.

Coûts économiques par catégorie tarifaire

Le tableau 6 montre l'évaluation des coûts économiques pour satisfaire une nouvelle charge selon les différentes catégories tarifaires. Ces calculs reposent sur des estimations des profils de consommation des diverses catégories tarifaires pour les différents usages montrés au tableau 2, et considèrent les coûts spécifiques à chaque catégorie, tels que le coût du raccordement et du mesurage.

TABLEAU 6

COÛTS ÉCONOMIQUES BASÉS SUR LES COÛTS DE LA PHASE I DU COMPLEXE LA GRANDE PAR USAGE ET CATÉGORIE TARIFAIRE
(en cents par kWh - dollars de 1993)

	Production et transport associé	Répartition et distribution	Abonnements et spécifiques	Total
Domestique				
. Chauffage	4,9	2,5	-	7,4
. Eau chaude	4,2	1,9	-	6,1
. Autres usages	4,1	1,9	-	6,0
. Abonnement	-	-	1,1	1,1
Moyenne	4,4	2,1	1,1	7,6
Petite puissance	3,9	1,6	1,0	6,5
Moyenne puissance	3,4	1,2	0,3	4,9
Grande puissance	3,3	0,4	0,1	3,8
Éclairage et autres	2,9	1,0	1,7	5,6
Moyenne - Ventes d'électricité régulière au Québec	3,8	1,2	0,6	5,6

Les coûts imputés à chaque catégorie sont d'autant plus élevés que la participation de cette catégorie à la pointe est importante. C'est le cas de la catégorie domestique, dont l'usage chauffage électrique contribue de plus en plus à la pointe du réseau. Les clients grande puissance, par contre, présentent une consommation mieux répartie durant toutes les heures de l'année, ce qui reflète le fonctionnement typique des grandes industries québécoises. Les profils de consommation des catégories petite et moyenne puissance se situent entre les deux extrêmes, ayant une concentration en hiver moins prononcée que la catégorie domestique et agricole, ce qui reflète la diversité des usages de l'électricité dans ces différents secteurs.

3.5 Évolution des coûts économiques à long terme

Les coûts de la phase I du complexe La Grande constituent la base du calcul du coût économique jusqu'à la mise en service du prochain équipement de base. Mises à part des variations possibles dans les coûts des équipements de transport et de distribution ou dans les coûts d'exploitation, les coûts économiques à long terme demeurent donc constants en termes réels jusqu'au moment où de nouveaux équipements de base seront requis pour satisfaire la demande québécoise. En dollars courants, ces coûts augmentent au même rythme que l'inflation. À partir du moment où il deviendrait nécessaire de mettre en service de nouveaux équipements pour répondre à la demande québécoise, ce sont les caractéristiques de coût de ces équipements qui deviendraient pertinentes pour le calcul des coûts économiques à long terme.

En pratique, les coûts unitaires du prochain développement, soit la phase II du complexe La Grande (LG1, Brisay et LA 1 et équipements connexes), sont semblables à ceux de la phase I. Les coûts des différents usages sont donc eux aussi du même ordre que ceux du tableau 6.

CONCLUSION

Les coûts de fourniture d'électricité sont un guide important dans toutes les compagnies d'électricité pour l'établissement des tarifs.

Au cours des prochaines années, c'est le prix de revient comptable qui servira de guide à l'établissement des tarifs pour les ventes d'électricité régulière au Québec. Quant au concept des coûts économiques, il est particulièrement important pour évaluer l'opportunité de développer de nouveaux marchés.

À titre d'information, nous présentons au tableau 7 une comparaison des coûts de fourniture par catégorie tarifaire pour 1993 évalués selon les deux approches, soit celle du prix de revient comptable et celle basée sur les coûts économiques.

TABLEAU 7

COMPARAISON DU PRIX DE REVIENT COMPTABLE AVEC LE COÛT ÉCONOMIQUE (en cents par kWh - 1993)

	PRIX DE REVIENT COMPTABLE	COÛT ÉCONOMIQUE
Domestique	6,5	7,6
Petite puissance	6,0	6,5
Moyenne puissance	4,9	4,9
Grande puissance	3,8	3,8
Éclairage et autres	6,0	5,6
Moyenne - Ventes d'électricité régulière au Québec	5,2	5,6